

УДК 621.311.001.57

Б.С.СТОГНІЙ, академік НАН України, О.В.КИРИЛЕНКО, академік НАН України, В.В.ПАВЛОВСЬКИЙ, канд.техн.наук (Ін-т електродинаміки НАН України, Київ), А.В.ЛЕВКОНЮК (Нац.техн.ун-т України "КПІ", Київ)

## Підвищення пропускної здатності "слабких" перетинів енергосистем з використанням технології гнучкої передачі змінним струмом (ГПЗС, FACTS)

*Рассмотрены два альтернативных подхода к повышению пропускной способности существующих связей сечений энергосистем: за счет увеличения натуральной мощности ЛЭП или с использованием технологий ГППТ (FACTS). Теоретически обосновано и подтверждено расчетами, что наиболее эффективным решением проблемы повышения пропускной способности "коротких" (до 300 км) ЛЭП, "перегруженных" по натуральной мощности, является применение систем ГППТ поперечного типа. Однако, для ЛЭП-750 кВ ОЭС Украины, которые преимущественно имеют длину большую, чем 300 км, более привлекательными могут быть мероприятия по увеличению натуральной мощности.*

*Розглянуто два альтернативних підходи до підвищення пропускної здатності існуючих зв'язків перетинів енергосистем: за рахунок збільшення натуральної потужності ЛЕП або з використанням технологій ГПЗС (FACTS). Теоретично обґрунтовано та підтверджено розрахунками, що найбільш ефективним рішенням проблеми підвищення пропускної здатності "коротких" (до 300 км) ЛЕП, "перевантажених" по натуральній потужності, є застосування систем ГПЗС поперечного типу. Проте для ЛЕП-750 кВ ОЕС України, що переважно мають довжину, більшу за 300 км, більш привабливими можуть бути заходи з підвищення натуральної потужності.*

В умовах реформування енергетики, лібералізації та дерегулювання ринків електроенергії, однією з найбільш актуальних є задача підвищення пропускної здатності "слабких" перетинів енергосистем. За кордоном для цих цілей широко і досить успішно використовуються системи FACTS або ГПЗС (гнучка передача змінним струмом) [13–15,17]. Беручи до уваги низку відмінностей, що притаманні електроенергетичним системам країн колишнього СРСР, у т.ч. Росії, зараз ведеться наукова дискусія щодо доцільності застосування пристроїв ГПЗС у цих енергосистемах [2,4,9]. Ряд авторів [1,3] пропонують дещо інші технологічні рішення. Мова йде про застосування керованих шунтуючих реакторів (КШР) [1] і крос-трансформаторів (КТ) (для маршрутизації потоків потужності в неоднорідних мережах). Такі системи представляють собою фазозміщуючі трансформатори [3]. При цьому відкидається ідея застосування в системах регулювання реактивної потужності елементів силової електроніки. Хоча, по суті, з системної точки зору, КШР і КТ виконують функції систем ГПЗС, тобто систем, що дозволяють адаптивно регулювати реактивні параметри елементів і реактивну по-

тужність в енергосистемах. Все це, в тому числі наявність ряду публікацій [2,4,9], в яких сформульовані різні точки зору щодо ідеї використання систем ГПЗС в ЕС Росії, змушує більш детально розглянути перспективи системного застосування ГПЗС в ОЕС України.

Насамперед, розглянемо основні відмінності енергосистем країн колишнього СРСР від зарубіжних. У вітчизняних енергосистемах відставання мережевого будівництва і нестача резервів генеруючих потужностей компенсувалися розвитком системи централізованого диспетчерського керування (ДК) і засобів протиаварійної автоматики (ПА). Функція регулювання реактивної потужності залишалася переважно за електростанціями. Крім того, для цих енергосистем була притаманна необхідність передачі активної потужності на досить великі відстані.

В енергосистемах зарубіжних країн, що у більшості випадків включають короткі повітряні лінії (ПЛ), навпаки, кожна із систем проводить керування на локальному рівні, підтримуючи необхідні резерви потужності та забезпечуючи необхідний рівень надійності енергопостачання. Це дозволяє,

маючи розгалужену мережу всередині енергосистеми, надійно працювати без централізованого ДК і ПА. В той же час, зв'язки між окремими енергосистемами залишались досить "слабкими". Перехід до ринкових відносин на рівні прямих договорів передбачає можливість купівлі—продажу електроенергії в різних енергосистемах, що призводить до завантаження "слабких" зв'язків між енергосистемами і, як наслідок, може спричинити виникнення системних аварій, що і відбулося в ряді країн.

Різні підходи до проектування мереж, зокрема до вибору величини перетину дротів ліній, призвели до того, що добротність ( $d=X/R$ ) ПЛ високої напруги за кордоном складає 10—15. Це пояснюється використанням проводів з більшим перетином. В той же час у вітчизняних енергосистемах через використання дротів з меншим перетином добротність складає лише 7—10. Слід зауважити, що втрати активної потужності в ПЛ з великою добротністю менше, а реактивний опір залишається практично таким самим.

Використання дротів з великими перетинами (до  $700 \text{ мм}^2$ ) розширює межі пропускної спроможності ПЛ з точки зору струмового навантаження. Однак, в максимальних режимах така ПЛ працює в режимі "перевантаження" відносно натуральної потужності [1]. Відомо, що, якщо по лінії передається потужність менша, ніж натуральна, то ПЛ є джерелом реактивної потужності, якщо більша — то споживачем. Для того, щоб в режимі "перевантаження" ПЛ по натуральній потужності уникнути збільшення струму в лініях і пов'язаних з цим додаткових втрат активної потужності, а також зниження рівнів напруги, використовуються засоби поздовжньої компенсації. Поздовжня компенсація дозволяє зменшити реактивний опір ПЛ і тим самим зменшити падіння напруги. Поперечна компенсація (використання статичних тиристорних компенсаторів (СТК)) дозволяє забезпечити генерування необхідної для ПЛ реактивної потужності в відповідних перетинах. Таким чином, і поздовжня, і поперечна компенсація використовуються для підвищення рівнів потужності, що може передаватися по існуючих ПЛ. Зрозуміло, що чим більша добротність ПЛ, тим більш ефективна поздовжня компенсація. Це характерно саме для зарубіжних енергосистем. Слід зауважити, що ефективність поздовжньої компенсації буде більшою від поперечної в випадку, коли потрібно збільшити пропускну спроможність довгих ліній [16]. Ефективність поперечної компенсації залежить від режимних резервів реактивної потужності в системі: чим менше в енергосистемі джерел реактивної потужності, тим ефективнішим буде використання СТК для збільшення допустимих рівнів потужності, що передається по ПЛ в режимах, коли ця потужність більша, ніж натуральна. Ефективність компенсації може бути оцінена за допомогою коефіцієнта ефективності

$$K_{P_{\text{гр}}+Q} = \frac{\Delta P_{\text{гр}}}{Q} = \frac{P_{\text{гр}+Q} - P_{\text{гр}}}{Q}, \quad \left[ \frac{\text{МВт}}{\text{МВАр}} \right], \quad (1)$$

де  $P_{\text{гр}}$  і  $P_{\text{гр}+Q}$  — відповідно величини граничних перетоків (МВт) до і після встановлення засобів компенсації потужністю  $Q$  (МВАр).

Практичні результати впровадження СТК [12] свідчать, що в середньому

$$K_{P_{\text{гр}}+Q} = 0,2-0,3 \left[ \frac{\text{МВт}}{\text{МВАр}} \right].$$

Теоретичні розрахунки, наведені в [5] для SVC та STATCOM (обидва пристрої поперечної компенсації), показали ефек-

$$тивність на рівні  $K_{P_{\text{гр}}+Q} = 0,24-0,35 \left[ \frac{\text{МВт}}{\text{МВАр}} \right]$ .$$

Результати розрахунків для перетину ПЛ "материкова частина України—Крим", що проведені з використанням розробленої методики вибору типу, потужності і місця встановлення систем ГПЗС [10], показали, що ефективність  $K_{P_{\text{гр}}+Q}$  можна збільшити до

$$величини  $0,57 \left[ \frac{\text{МВт}}{\text{МВАр}} \right]$ .$$

Крім того зазначимо, що дефіцит засобів компенсації реактивної потужності у вітчизняних магістральних мережах є вагомим аргументом використання СТК як достатньо ефективного засобу регулювання реактивної потужності.

Питання підвищення рівнів передачі по ПЛ потужності, вище натуральної, відомі вже досить давно і їх вирішення призвело до розвитку регулюючих і компенсуючих пристроїв [8,11]. Розробки СТК, які по суті є аналогом сучасних SVC сімейства FACTS, велись в СРСР ще 30 років тому [6,7].

Як альтернативний підхід до ідеї підвищення пропускної здатності ПЛ можна розглядати рішення, пов'язане із збільшенням величини натуральної потужності ПЛ та застосуванням КШР невеликої потужності [2]. При цьому допускаються максимальні перетоки по ПЛ не більше натуральної потужності, а надлишки реактивної потужності, що генеруються ПЛ в мінімальних режимах передачі, компенсуються КШР. Для підвищення натуральної потужності пропонується ряд конструктивних заходів, наприклад, розщеплення фаз.

Натуральна потужність ПЛ довжиною  $l_{\text{пл}}$  в загальному вигляді визначається як

$$P_{\text{нат}} = \frac{U^2}{x_0 l_{\text{пл}}} \sin \left( \frac{l_{\text{пл}}}{6 \cdot 10^6} 2\pi \right), \quad (2)$$

де  $U$  — номінальна напруга ПЛ,  $x_0$  — погонний реактивний опір ПЛ [Ом/км].

Тоді для ПЛ-330 довжиною 200 км з погонним реактивним опором 0,33 Ом/км натуральна потужність дорівнює

$$P_{\text{нат}} = \frac{(330 \cdot 10^3)^2}{33 \cdot 10^{-5} \cdot 200 \cdot 10^3} \sin \left( \frac{200 \cdot 10^3}{6 \cdot 10^6} \cdot 3,14 \cdot 2 \right) =$$

= 343 МВт.

З іншого боку, відомо, що величина ідеальної граничної потужності ПЛ (при нехтуванні активним опором лінії) визначається як

$$P_{гр} = (U_1 U_2 / X) \sin \delta, \quad (3)$$

де  $U_1, U_2$  — напруги на кінцях ПЛ,  $\delta$  — кут між векторами напруги  $U_1$  та  $U_2$ . З урахуванням наявності достатніх резервів реактивної потужності на обох кінцях ПЛ і при припущенні про рівність напруги на кінцях ПЛ ( $U_1 = U_2 = U = \text{const}$ )  $P_{гр}$  досягається при  $\delta = \pi/2$ . Тоді вираз (3) має вигляд

$$P_{гр} = U^2 / X = U^2 / (x_0 l_{пл}). \quad (4)$$

Визначимо відношення  $P_{нат}$  до  $P_{гр}$ , урахувавши (2) та (4),

$$P_{нат} / P_{гр} = \sin(2\pi l_{пл} \cdot 10^{-6} / 6), \quad (5)$$

з якого видно, що величина співвідношення  $P_{нат} / P_{гр}$  визначається тільки довжиною ПЛ. Наприклад, для ПЛ довжиною 100 км —  $P_{нат} / P_{гр} = 0,104$ , тобто натуральна потужність складає лише 10,4% від ідеальної граничної потужності, що передається. Для ПЛ 300 км —  $P_{нат} / P_{гр} = 0,309$ ; а для ПЛ 600 км —  $P_{нат} / P_{гр} = 0,587$ . Залежність величини відношення натуральної та граничної потужностей від довжини ПЛ показана на рис. 1.

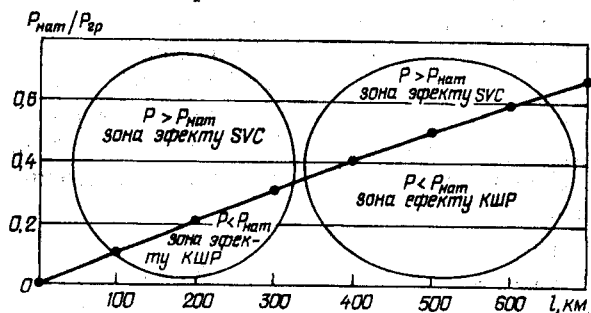


Рис. 1

Як видно з рис. 1, для ПЛ довжиною до 300 км натуральна потужність складає лише 10–30% від ідеальної граничної потужності. Тому можна зазначити, що при ефективному з точки зору передачі потужності використанні більшості "коротких" ліній працюють в режимах "перевантаження" по натуральній потужності, в той час як ПЛ 300 км та довше — "недовантажені". Дійсно, при збільшенні довжини ПЛ до 500–600 км, співвідношення  $P_{нат} / P_{гр}$  збільшується. Це свідчить про те, що для цих ПЛ навантаження зазвичай менше або дорівнює натуральній потужності. Тому такі ПЛ є переважно джерелом реактивної потужності, для ком-

пенсації якої слід передбачити застосування КШР. Довжина ПЛ-330 та ПЛ-220, що експлуатуються в ОЕС України, не перевищує 200–250 км, а середня довжина ПЛ-750 кВ — більше 300 км. Таким чином, для мереж 220–330 кВ ОЕС України слід очікувати роботу в режимах "перевантаження" по натуральній потужності, і використання СТК виглядає перспективним для компенсації реактивної потужності, що споживається ПЛ. В той же час, для мереж 750 кВ більш привабливою видається робота в режимах передачі потужності, меншої ніж натуральна, і доцільним є використання КШР для компенсації реактивної потужності, що генерується ПЛ.

З метою дослідження цих викладок були проведені розрахунки на моделі магістральних мереж ОЕС України. Співвідношення  $P_{нат} / P_{гр}$  та  $P_{макс} / P_{гр}$  в залежності від довжини ПЛ для ОЕС України наведено на рис. 2. Величина  $P_{макс}$  відповідає потужності, що передається по ПЛ в режимі максимуму навантажень. Ромбом виділено залежність величини  $P_{нат} / P_{гр}$  від довжини ПЛ. Якщо їх з'єднати, то отримаємо пряму, що відповідає теоретичній залежності (5), показаній на рис. 1. Крім того, шляхом розрахунку усталеного режиму були отримані співвідношення  $P_{макс} / P_{гр}$ . Аналіз розміщення цих точок ( $P_{макс} / P_{гр}$ ) на рис. 2 дозволяє розподілити всі ПЛ на ті, що працюють в максимумі "вище" та "нижче" натуральної потужності. Наприклад, майже всі точки співвідношення ( $P_{макс} / P_{гр}$ ) для ПЛ-750 кВ довжиною 200–500 км знаходяться нижче лінії  $P_{нат} / P_{гр}$ , що свідчить про те, що навіть у максимальному режимі ці ПЛ працюють з навантаженнями меншими, ніж натуральна потужність ПЛ. Це підтверджує висунуту гіпотезу в частині, що ПЛ 300 км та довше є "недовантаженими" по натуральній потужності.

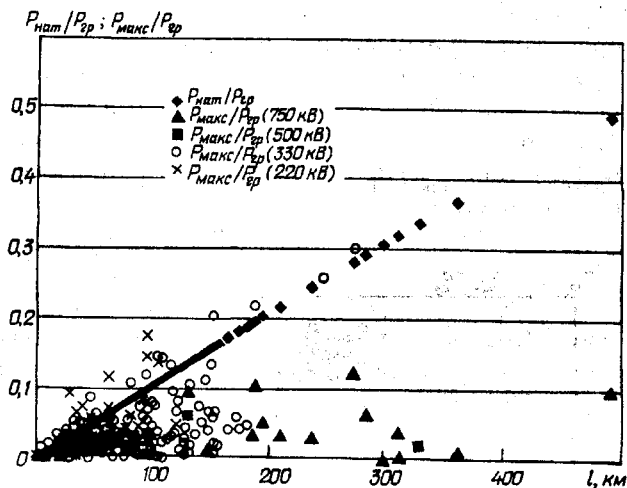


Рис. 2

Що стосується "коротких" ПЛ, то, як показали результати розрахунків, для більшості з них співвідношення ( $P_{макс} / P_{гр}$ ) також знаходяться нижче лінії  $P_{нат} / P_{гр}$ , що свідчить про те, що ці ПЛ теж працюють з навантаженнями меншими, ніж нату-

ральна потужність ПЛ. Але в ОЕС України існує декілька ПЛ-220 та 330 кВ, що "перевантажені" по натуральній потужності (їхні співвідношення  $(P_{\max}/P_{\text{гр}})$  знаходяться вище лінії  $P_{\text{нат}}/P_{\text{гр}}$  на рис. 2). Саме ці ПЛ розглядаються як місця, де ефективним представляється використання систем ГПЗС.

На рис. 3 за результатами моделювання режиму ОЕС України визначені точки, що характеризують залежність співвідношення  $P_{\max}/P_{\text{нат}}$  від довжини ПЛ. Цей рисунок більш наглядно ілюструє, що існує достатньо велика частина "коротких" ПЛ, які "перевантажені" по натуральній потужності. На рис. 2 цим ПЛ відповідають точки, що знаходяться вище лінії  $P_{\max}/P_{\text{нат}} = 1$ . Однак, в цілому в ОЕС України значно більше "недовантажених" по натуральній потужності ПЛ 220—330 кВ.

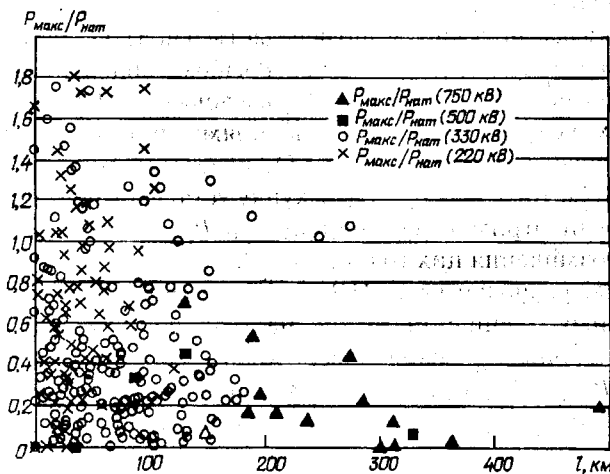


Рис. 3

Ситуація змінюється, якщо розглянути окрему енергосистему. Наприклад, орієнтуючися на прогнозні режими 2010 р. Кримської енергосистеми, яка характеризується дефіцитом потужності та завантаженням перетину "материкова частина України—Крим", на рис. 4 наведено залежності  $P_{\text{нат}}/P_{\text{гр}}$  та  $P_{\max}/P_{\text{гр}}$  від довжини ПЛ Кримської ЕС, а на рис. 5 — залежність  $P_{\max}/P_{\text{нат}}$

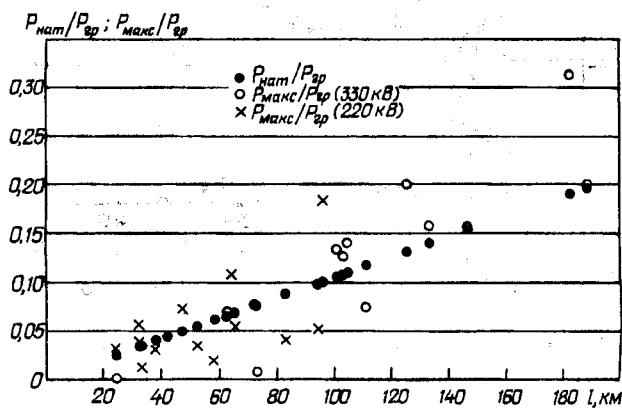


Рис. 4

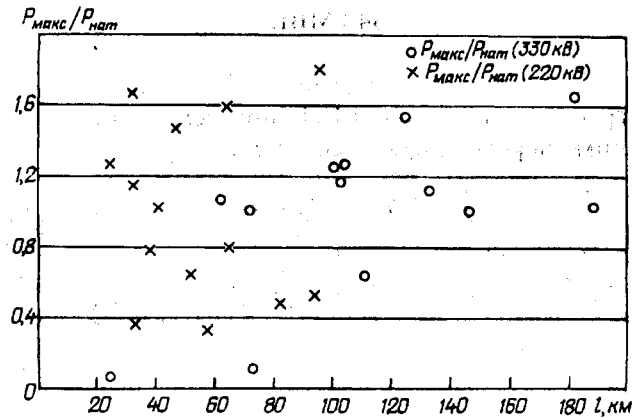


Рис. 5

Аналіз рис. 4 та 5 свідчить, що в режимах максимальних навантажень більшість ПЛ 220—330 кВ Криму "перевантажені" по натуральній потужності. Це і пояснює проблеми енергозабезпечення півострова, зокрема низькі рівні напруги в режимах максимуму споживання та штучно обмежену пропускну здатність перетину ОЕС України—Крим. В той же час, проведений аналіз показує доцільність застосування систем ГПЗС, які здатні компенсувати втрати реактивної потужності в "перевантажених" по натуральній потужності режимах для вирішення зазначених проблем в Кримській ЕС.

Проведемо аналіз можливих варіантів збільшення пропускну здатності перетинів за допомогою встановлення систем ГПЗС та реконструкції ПЛ і встановлення КШР. Для цього розглянемо режими роботи ПЛ-330 кВ довжиною 200 км з такими параметрами:  $(z_0 = 0,048 + j0,328 \text{ (Ом/км)})$ ,  $b = 3,41 \cdot 10^{-6} \text{ (См/км)}$ ,  $I_{\max, \text{доп}} = 1420 \text{ А}$  (дані наведені для ПЛ-330, виконаної дротами 2\*АС 300/39). Вважаємо, що лінія приєднана до джерела нескінченної потужності та живить навантаження  $S_H = P_H + jQ_H$ , де  $Q_H = 0$  — реактивне, а  $P_H$  — активне навантаження, яке змінюється від 0 до граничного значення.

Спочатку для цієї ПЛ з  $P_{\text{нат}} = 343 \text{ МВт}$  розраховувалася послідовність обважнювання режимів до межі передавання потужності, що досягається при появі розбіжності ітераційного процесу розрахунку усталеного режиму. Цей режим характеризується такими величинами активної та реактивної потужностей:  $P_{\text{гр}} = 730 \text{ МВт}$ ,  $\Delta Q_{\text{ВЛ}} = 631 \text{ МВАр}$  (втрати реактивної потужності в ПЛ), напруги  $U_{\text{кр}} = 0,68 U_{\text{ном}}$ , та кута  $\delta_{\text{кр}} = 40^\circ$ . На рис. 6 наведено залежності, що визначають зміну величин  $\Delta Q_{\text{ВЛ}}/P_{\text{нат}} - (1-1)$ ;  $U[\text{в.о.}] - (1-2)$ ;  $\delta[\text{в.о.}]$ , де в.о. визначаються як  $(\delta^0/90^\circ) - (1-3)$ , отриманих при реалізації траєкторії обважнювання режиму.

Так крива 1—1 показує, що у режимах  $P < P_{\text{нат}}$  величина  $\Delta Q_{\text{ВЛ}} > 0$ , тобто ПЛ генерує реактивну потужність, а при  $P > P_{\text{нат}}$  величина  $\Delta Q_{\text{ВЛ}} < 0$  — ПЛ споживає реактивну потужність. При обважнюванні режиму зменшується напруга (крива 1—2) та

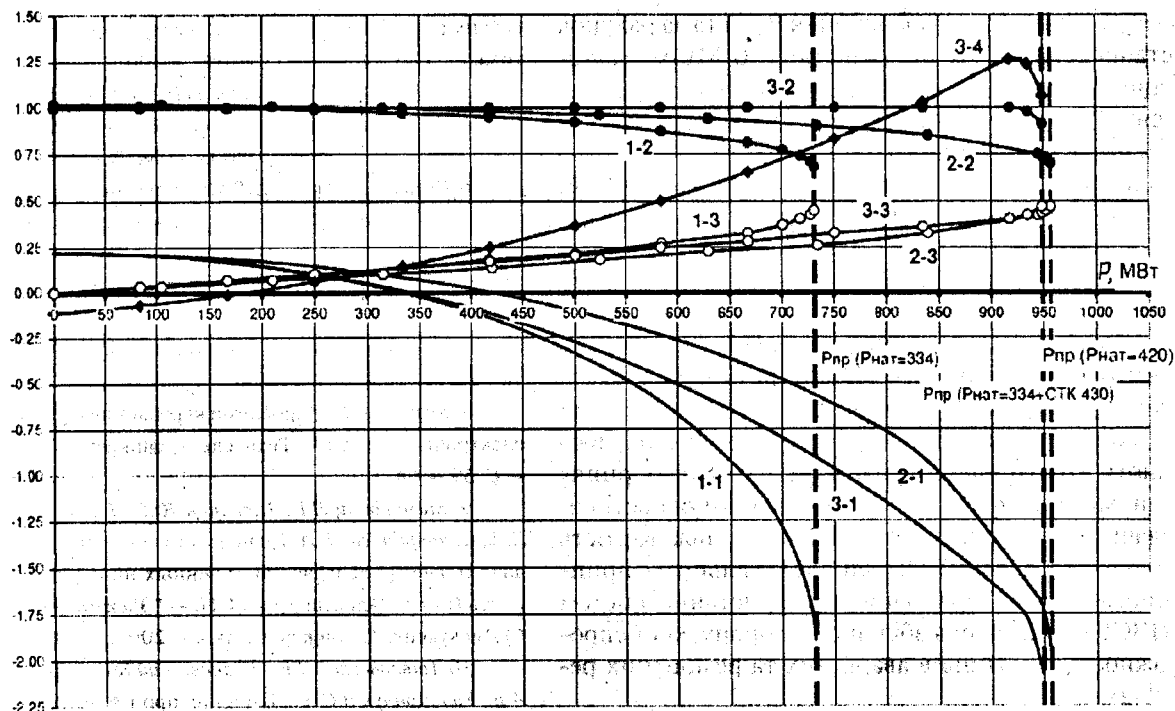


Рис. 6

збільшується кут  $\delta$  (крива 1-3). При наближенні до граничного режиму ( $P_{гр} = 730$  МВт) "лавиноподібно" збільшуються втрати реактивної потужності в лінії  $\Delta Q_{ВЛ}$  (крива 1-1), що призводить до "швидкого" зменшення напруги. Тобто настає "лавіна напруги" у вузлі.

В подальшому проведено оцінку варіанту, коли збільшена величина  $P_{нат}$  ПЛ за рахунок "розщеплення" фази із двох дровів на 4. В результаті активний опір ПЛ зменшився вдвічі. Реактивний погонний опір зменшився у відповідності до співвідношення

$$x_0 = 0,1445 \lg(D_{ср} / R_E) + 0,0157 / n, \quad (6)$$

де  $D_{ср}$  — середньгеометричні відстані між фазами ( $D_{ср} = 11$  м для ВЛ-330 кВ),  $n$  — число проводів в фазі і  $R_E$  — еквівалентний радіус розщепленої фази. Причому

$$R_E = \begin{cases} \sqrt{Ra}; & n=2 \\ (Ra^3)^{0,25} \cdot \sqrt{2}; & n=4 \end{cases}, \quad (7)$$

де  $R$  — радіус проводу,  $a$  — відстань між проводами у фазі.

Крім того, змінюється реактивна провідність ПЛ, яка визначається як

$$b_0 = 7,58 \lg^{-1}(D_{ср} / R_E) \cdot 10^{-6}. \quad (8)$$

Для ПЛ-330 з 4 дровами у фазі у відповідності

до (6)–(8)  $x_0 = 0,265$  Ом/км;  $b_0 = 4,193$  См/км. При цьому збільшується натуральна потужність до 427 МВт.

Граничний режим у цьому випадку визначається наступними параметрами:  $P_{гр} = 957$  МВт,  $\Delta Q_{ВЛ} = 836$  МВАр,  $U_{кр} = 0,7U_{ном}$ ,  $\delta = 42^\circ$ . Відповідні криві (2-1, 2-2, 2-3) показано на рис. 6. Зазначимо, що внаслідок додаткового розщеплення фази,  $P_{нат}$  збільшилася на 86 МВт, а  $P_{гр}$  — на 226 МВт.

Проведемо аналіз ситуації, коли замість розщеплення фаз передбачено встановлення СТК потужністю -100/+430 МВАр з плавним регулюванням. Уставка контролера СТК задається умовою підтримання напруги у вузлі навантаження ПЛ-330 на рівні  $U_{ном}$ . Розрахунки граничного режиму показали, що при цьому  $P_{гр} = 949$  МВт,  $\Delta Q_{ВЛ} = 696$  МВАр,  $U_{кр} = 0,91U_{ном}$ ,  $\delta_{кр} = 42^\circ$ . Підвищення  $U_{кр}$  (порівняно з попереднім розрахунком) пояснюється тим, що межа потужності знаходиться відразу за досягненням СТК своєї максимальної реактивної потужності (крива 3-4). Тобто, при наявності регулюючих пристроїв компенсації, що здатні підтримувати незмінну напругу в досить широких діапазонах навантажень, межа потужності обумовлена перш за все не рівнем напруги у вузлі, а об'ємом резервів реактивної потужності. У випадку, коли такі резерви вичерпано, фактично відразу настає лавина напруги, навіть при відносно високих (більше  $0,9U_{ном}$ ) значеннях напруги в вузлі.

Наведені розрахунки показали, що в останніх двох випадках в цілому вдається підвищити  $P_{гр}$  на приблизно однакову величину 220 МВт за рахунок

розщеплення фази (збільшення  $P_{\text{нат}}$ ) та за рахунок встановлення СТК потужністю 430 МВАр відповідно. Для вибору оптимальної технології збільшення  $P_{\text{гр}}$  необхідно провести техніко-економічний порівняльний аналіз цих варіантів. Зазначимо лише, що за різними попередніми оцінками (ABB, Nokia Capacitors) вартість СТК потужністю 430 МВАр складає близько 120 млн.грн., в той час, як вартість реконструкції ПЛІ із розщепленням фаз — біля 300 млн.грн.

При розгляді режимів роботи ПЛІ відносно "перевантаження" по натуральній потужності необхідно враховувати, що внаслідок передачі по лінії активної потужності, більшої ніж натуральна, зростають втрати електроенергії, але в умовах ринку економічний ефект від збільшення потужності передачі може бути значно більшим, ніж вартість втрат електроенергії. Особливо актуальним є принципова можливість (при використанні систем ГПЗС) тимчасового збільшення пропускної спроможності перетинів в аварійних та ремонтних режимах.

Таким чином, у загальному випадку для ПЛІ 220—330 кВ ОЕС України, що переважно мають довжину до 300 км, більш ефективним для підвищення пропускної здатності перетинів видається використання СТК, ніж заходи щодо підвищення натуральної потужності. З іншого боку, для ПЛІ-750 кВ ОЕС України, що переважно мають довжину, більшу за 300 км, більш привабливими можуть бути заходи з підвищення натуральної потужності ПЛІ. Однак, для кожного окремого випадку оптимальне вирішення проблеми підвищення пропускної здатності перетину полягає у проведенні математичного моделювання та техніко-економічного аналізу всіх існуючих альтернатив. Варто відзначити, що на сьогодні відповідні математичні моделі та засоби моделювання розроблені та дозволяють проводити такий аналіз досить точно і швидко.

1. Александров Г.Н. Воздушные линии электропередачи без источников реактивной мощности // Известия АН РФ. Энергетика. — 2006. — №5. — С. 35 — 46.

2. Александров Г.Н. Об эффективности применения компенсирующих устройств на линиях электропередачи. Дискуссия. // Электричество. — 2005. — №4. — С. 62 — 67.

3. Добрусин Л.А., Ольшванг М.В. Новый подход к маршрутизации сетей 110—765 кВ и кросс-трансформаторная технология. // ЭЛЕКТРО. — 2007. — №2.

4. Дорофеев В.В., Шакарян Ю.Г., Кочкин В.И., Коцеев Л.А., Хвоцинская З.Г. Перспективы применения в ЕЭС России

гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока. // Электрические станции. — 2004. — № 8. — С. 10 — 18.

5. Коцеев Л.П., Шлайфштейн В.А. Об эффективности применения управляющих устройств в электрической сети. Электрические станции. — 2005. — №12. — С. 30 — 39.

6. Крайз А.Г., Лейтес Л.В. Об индуктивных устройствах для статических компенсаторов реактивной мощности. Электричество. — 1979. — №10.

7. Крайз А.Г., Майстрюков Л.А. Регулирующие и компенсирующие устройства для оптимизации работы сетей сверхвысокого напряжения. // Электричество. — 1981. — № 4. — С. 18—22.

8. Кузнецов В.Г. Проблемы керування режимами сучасних електричних мереж // Техн. електродинаміка. — 2007. — № 4. — С. 59 — 64.

9. Мамикоянц Л.Г., Шакарин Ю.Г., Поспелов Г.Е., Коцеев Л.А., Шлайфштейн В.А. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность (статья Александрова Г.Н. — "Электричество", 2006, № 4). Дискуссия. // Электричество. — 2007. — № 4. — С. 65—70.

10. Павловський В.В., Уцаповський К.В., Зорін М., Левкун А.В., Макогончук В.С. Підвищення пропускної здатності "перетину ОЕС України-Крим" та нормалізація рівнів напруги рахунок адаптивної компенсації реактивної потужності // Нави енергетики. — 2008. — №7.

11. Постолатий В.М., Быкова Е.В., Кузнецов В.Г., Тузюк Ю.И. Применение управляемых гибких электропередач переменного тока для оптимизации режимов электроэнергетических систем // Техн. електродинаміка. — 2003. — №4. — С. 50 — 54.

12. ABB FACTS CD. www.abb.com

13. Battistelli L., Lauria D., Proto D. Reactive control in deregulated environment with static VAR compensators improving voltage stability. // IEE Proc. "Generation, Transmission and Distribution". — 2003. — V. 150. — Issue 1. — Pp. 113 — 118.

14. Hingorani N.G., Gyugyi L. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. — Wiley-IEEE Press, ISBN: 978-0-7803-3455-7, 1999. — 432 p.

15. Kannan, Jayaram S. Salama S. Real and reactive power coordination for a unified power flow controller // IEEE Transaction on Power Systems. — 2004. — V. 19. — № 3. — P. 1454 — 1461.

16. Machado R.L., Almeida K.C., e Silva A.S.. Series Capacitors for the long distance ac power transmissions; A Study of the Impact of FACTS Devices on the Southern Brasil Transmission System B4-212. — CIGRE Session, 2004.

17. Ying Xiao Song, Y.H. Chen-Ching Liu Sun, Y.Z. Available transfer capability enhancement using FACTS devices, IEEE Transaction on Power Systems, 2003, Volume 18, Issue 1, P. 305—312.

Надійшла 20.11.0